

Литература

1. Крапивина Т.В., Крысин Н.И., Чернышов С.Е., Куницких А.А. Основные направления повышения качества заканчивания скважин на месторождениях и площадях Пермского края // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №8. – С. 26 – 28.
2. Куницких А.А., Чернышов С.Е., Крапивина Т.Н. Тампонажные составы для проведения изоляционных работ на нефтедобывающих скважинных // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – №1. – С. 53 – 61.
3. Николаев Н.И., Кожевников Е.В. Повышение качества крепления скважин с горизонтальными участками // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 29 – 37.
4. Мелехин А.А. Тампонажные работы в нефтяных и газовых скважин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – №1. – С. 62 – 67
5. Чернышов С.Е., Куницких А.А., Русинов Д.Ю. Влияния минеральных добавок на прочностные показатели цементного камня // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №8. – С. 20 – 23.

**ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ НА СКВАЖИНАХ
МАЛОРЕНТАБЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ****С.Ю. Рябов, Р.М. Шайхисламов, С.В. Репчук**

Научный руководитель старший преподаватель Е.Н. Иванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяной комплекс России - наиболее важная структурная составляющая экономики страны, а также один из ключевых факторов обеспечения жизнедеятельности. Всё больше в нефтяной отрасли проявляются негативные тенденции: качественно ухудшается сырьевая база; коэффициент извлечения нефти (КИН) снижается; эксплуатационные скважины переводят в категорию бездействующие и консервируют. По международным оценкам легкоизвлекаемые запасы составляют около 11 млрд. т. Истощение запасов легкоизвлекаемой нефти ведет к тому, что обеспечить российскую нефтяную промышленность такими ресурсами можно примерно на 22 года. Лишь 15% из всех новых месторождений будут экономически эффективными, большинство новых месторождений относят к разряду мелких и мельчайших месторождений, либо содержащих сверхвязкую нефть.

В связи с тем, что в России основные крупные месторождения нефти с каждым днем становятся всё более выработанными, актуализируется вопрос освоения мелких месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, которые являются малорентабельными.

Масштабный ввод в эксплуатацию малорентабельных месторождений позволит: стабилизировать текущую добычу нефти, увеличить использование прогрессивных технологий и инновационных методов повышения нефтеотдачи, получить дополнительный прирост налогов и поступлений в бюджеты различных уровней, создать новые рабочие места, повысить загрузку предприятий смежных отраслей, реализовать принципы рационального недропользования. В России большой опыт создания и реализации различных технологий повышения нефте-, газо- и конденсатоотдачи.

Разработанные новейшие отечественные программы выбора ГТМ по фонду скважин, часто ориентирующиеся на возрастание добычи углеводородов путем поиска объектов (блоков, участков) с наибольшей продуктивностью и максимальными остаточными запасами, которые при разработке меньше зависят от технического несовершенства или сложности конструкций скважин. Для оптимального выбора комплекса ГТМ [2] нужно создать банк нефтегазовых технологий, который включает в себя данные о существующих эффективных отечественных и зарубежных научно-технических и технологических решениях.

Главными критериями при выборе скважин для проведения первоочередных ГТМ рекомендуется принимать:

- большая текущая нефте-газонасыщенная толщина;
- наличие неперфорированных интервалов пласта в скважине в условиях отсутствия или затрудненной гидродинамической связи с перфорированным пластом;
- большое расстояние между перспективным участком и добывающими скважинами;
- высокий коэффициент песчаности;
- высокая проницаемость пород-коллекторов;
- высокая потенциальная продуктивность разреза или участка;
- большие извлекаемые запасы УВС на единицу насыщенной толщины и др.

Из набора вышеуказанных параметров выбираются основные, определяющие дальнейшую рентабельность рекомендуемого ГТМ. А для этого необходим комплексный подход, учитывающий геологические, технико-технологические и экономические особенности разрабатываемых объектов.

Изложенные ниже подходы к формированию программы ГТМ основаны на решении трех основных задач:

Первая задача – геологическая, связанная с получением адекватной геологической модели. Решить эту задачу можно построив локальную геологическую модель участка месторождения в районе исследуемой скважины, а именно: изучить геологическое строение продуктивных пластов, построить схемы корреляций, геологических разрезов, структурных карт и карт нефте-газонасыщенных толщин, геолого-статистических

разрезов и т.д. Решение данной задачи позволяет оценить начальные запасы нефти и газа на рассматриваемом участке и в окрестности скважины.

Вторая задача – технологическая, решив ее можно получить информацию о добычных возможностях участка в районе исследуемой скважины.

Для решения второй задачи необходимо:

- проанализировать технологические показатели эксплуатации исследуемой и близлежащих скважин;
- проанализировать и сопоставить интервалы перфорации скважин;
- проанализировать стандартные и специальные гидродинамические исследования скважин;
- построить зависимости, характеризующие геолого-технологические условия эксплуатации скважины;
- построить карты текущих отборов жидкости, текущей плотности запасов нефти и т.д.

Решение данной задачи позволяет оценить текущие запасы нефти и газа на рассматриваемом участке и в районе скважин, а также структуру этих запасов. При решении второй задачи основными анализируемыми показателями работы нефтяных скважин являются:

- текущая обводненность продукции (менее 50 %; 50-95 %; более 95 %);
- накопленная добыча нефти (менее 5 тыс.т; 5-25 тыс.т; 25-100 тыс.т; более 100тыс.т);
- процент безводной добычи нефти (более 10 %; менее 10 %) или входная обводненность (менее 5 %, 5-10 %, более 10 %);
- характер обводнения скважины (постепенный, стабильный, быстрый);
- расположение скважины (нагнетательный ряд, 1 ряд, зона стягивания, одиночная, ЧНЗ, ВНЗ, ГНЗ, ГНВЗ);
- пластовое и забойное давления, наличие АВПД или АНПД, динамический уровень жидкости в стволе скважины;
- газовый фактор (низкий – менее 50м³ /т, средний – 50-200 м³ /т; высокий – более 200 м³ /т, газовый режим работы скважины – более 500-600 м³ /т);
- устьевое (буферное) давление (низкое – менее 2 Мпа, среднее – 2-4 Мпа, высокое – более 4 Мпа);
- техническое состояние эксплуатационной колонны (качество цементажа, наличие заколонных перетоков и др.)

Третья задача – аналитическая. Решив эту задачу можно понять характер выработки и структуру остаточных запасов нефти или газа участка залежи в районе исследуемой скважины. Для этого необходимо:

- проанализировать геолого-статистический разрез, вероятность обводнения пласта, возможность подключения интервалов в разработку;
- экспертно определить текущую насыщенность продуктивного пласта в районе исследуемой скважины, используя:
 - а) прямые замеры (методы ИННК, углеродно-кислородный анализ: СО – каротаж, спектральный нейтронный гамма – каротаж, широкополосной акустический метод и т.д.);
 - б) косвенные методы (обводненность продукции, анализ работы транзитных скважин и т.д.);
 - в) методы трехмерного гидродинамического моделирования;
 - г) методы характеристик по формулам Велджа [1].

Благодаря проведенным исследованиям можно построить геолого-технологическую модель участка месторождения, учитывающую гравитационные силы в районе исследуемой скважины, определяющую динамику обводнения пропластков и расположение пропластков с невыработанными, остаточными запасами нефти [4].

Известны следующие виды геолого – технологических мероприятий:

- оптимизация режима работы добывающей скважины;
- ремонтно-изоляционные работы;
- бурение дополнительного ствола;
- приобщение продуктивных пластов, других объектов эксплуатации;
- интенсификация притока;
- промысловые геофизические исследования;
- дострел продуктивных интервалов;
- возврат (перевод) скважины на вышележащий объект или углубление на нижележащий объект эксплуатации;
- оптимизация режима работы нагнетательной скважины;
- перевод скважины под закачку;
- перевод скважины в категорию наблюдательных, для контроля за режимом работы залежи, обводнением и др.;
- временная консервация скважины;
- ликвидация скважины;
- бурение новых скважин на недренируемых участках залежи, в том числе, с горизонтальным стволом и многозабойных.

Оценить технологическую эффективность ГТМ можно, узнав величину входного дебита нефти после мероприятия, дополнительную годовую добычу нефти, сокращение отборов воды. Целесообразность применения ГТМ определяется его стоимостью. Благодаря разработке и внедрению геолого-технологических мероприятий, даже на сложнейших с геологической точки зрения месторождениях, можно не только остановить снижение добычи нефти, но и стабилизировать ее [3].

Литература

1. Андреев В.А. О математическом описании процессов разработки нефтяных месторождений / Сб. научных трудов. Применение математических методов. Тюмень: Западно-Сибирский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт, 1990. С.124-131. Грайфер В.И., Фаворский А.А., Шумилов В.А. Некоторые вопросы создания и функционирования отраслевого банка данных // Нефтяное хозяйство. 2003. № 10. С. 28-29.
2. Мулявин С.Ф. Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений – Тюмень, 2009. – 192с.
3. Мулявин С.Ф., Бяков А.В. Учет гравитационных сил в профильной задаче. // Сб. науч. тр.: «Основные направления НИР в нефтяной промышленности Западной Сибири». Тюмень: ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности», 1995. С. 25-27.

К ВОПРОСУ ОЧИСТКИ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНА

Е.П. Рябоконт, М.С. Турбаков

Научный руководитель доцент В.Д. Гребнев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Как показывает практика, добыча нефти сопровождается образованием асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) [1, 2]. Если в трубопроводе (в том числе промысловом) создаются условия (изменение температуры потока, давления насыщения и степен гидрофобизации), которые нарушают равновесие, то наблюдается интенсивное образование АСПО, что приводит к полному перекрытию подъемных труб и кольцевых каналов в затрубном пространстве и требует проведение ремонтов по причине депарафинизации [4, 5]. В большинстве случаев эксплуатация промысловых нефтепроводов осложнена образованием АСПО ввиду того, что смолы и асфальтены начинают выпадать уже в скважине.

Анализ применяемых в России и за рубежом технологий промысловой очистки нефтепроводов показал, что на фоне химических и физико-химических методов наиболее распространенным видом является механическая очистка скребком (табл. 1).

Таблица 1

Технологии очистки трубопроводов

Страна	Название объекта/месторождения, владелец	Применяемая технология
США	Поставляющий натуральный газ южный трубопровод, Техас	Внутритрубная очистка скребком
США	Трансаялский нефтепровод	Внутритрубная очистка скребком и дефектоскопия
США	Транспортный трубопровод природного газа, Техас	Внутритрубная очистка скребком + химия
Абу Даби	«Умная» внутритрубная очистка трубопровода	Внутритрубная очистка и дефектоскопия
Индия	Проект трубопровода и ловушки конденсата месторождения Deen Dayal	Внутритрубная очистка и дефектоскопия
США	Оффшорный трубопровод на Западном Побережье	Внутритрубная очистка скребком + химические реагенты
Иран	Газопровод в Персидском заливе, Национальная Иранская нефтяная компания	Внутритрубная очистка скребком
Великобритания	Газопровод на месторождении Мунго, BP	Внутритрубная очистка скребком + гликоль
Ангола	Глубоководный нефтепровод, Консорциум Анголы по глубоководным вопросам	Внутритрубная очистка скребком
Бангладеш	Газопровод «Bakhrabad-Chittagong», Gas Transmission Company Ltd	Внутритрубная очистка скребком
США	Нефтепроводы месторождений Пенсильвании	Химические растворители, диспергаторы в сочетании со скребками

При механической очистке промысловых нефтепроводов от АСПО применяют трубные разделители, шары, щеточные и рессорные скребки, поршни, торпеды и очистительные устройства с движущимися реактивными лопастями.

Принцип действия одних основан на движении с потоком жидкости, удалении отложений с внутренней поверхности и их проталкивании (недостаток – разобщение промыслового нефтепровода), других – на удалении отложений, их разжижении и выносе потоком жидкости проходящей по байпасным отверстиям устройства (недостаток – точечное вымывание твердой фазы, смятие и уплотнение твердых осадков, низкая надежность